

## STUDI SIMULASI RESERVOIR UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN DINAR REEF 'DAP'

Dinar Ayu Pangastuti, Maman Djumantara  
Jurusan Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

### Abstrak

Lapangan DINAR Reef DAP7 merupakan lapangan yang telah produksi sejak tahun 2010. Lapangan tersebut mempunyai Original Oil In Place (OOIP) yang cukup besar yaitu 14.779 MMSTB. Namun dikarenakan hanya satu sumur yang berproduksi minyak pada lapangan tersebut maka pengurusan menjadi tidak optimal sehingga perlu dilakukan perencanaan pengembangan lapangan. Perencanaan pengembangan pada Lapangan DINAR Reef DAP dilakukan dengan model 3D yang menggunakan software simulasi. *Grid model reservoir* yang digunakan berporositas tunggal atau disebut juga dengan *single porosity*. Porosity dengan jumlah *grid cell* 22 x 17 x 174 dan dengan total cell 65076. Studi simulasi reservoir pada Lapangan DINAR Reef DAP7 Menggunakan 3 skenario prediksi. Pengembangan lapangan dalam kurva waktu 10 tahun. Skenario I adalah skenario prediksi dengan memproduksi sumur tanpa melakukan pekerjaan apapun, Skenario II adalah skenario prediksi dengan melakukan pengeboran side track pada sumur ke dua, Skenario III yaitu skenario prediksi dengan melakukan injeksi air. Hasil yang didapat dari studi ini menunjukkan bahwa control laju aliran maksimum minyak dengan melakukan injeksi air berpengaruh secara signifikan, baik dalam memaksimalkan pengurusan maupun menjaga tekanan agar tidak cepat turun. Sehingga dapat dikatakan skenario III dapat dijadikan acuan sebagai perencanaan pengembangan Lapangan DINAR Reef DAP7..

Kata Kunci :Grid Model Reservoir, Single Porosity, Grid Cell.

### Pendahuluan

Lapangan DINAR berlokasi di bagian utara dari Blok West Madura, terdiri dari batuan karang 'reef' yang berada pada Formasi Kujung I di zaman Miosen awal. Lapangan ini ditemukan pada tahun 2002 – 2003 dan terdiri dari 7 Reef. Dalam rencana pengembangan akan dilakukan di Lapangan DINAR pada Reef DAP7.

Reef DAP7 merupakan suatu lapangan minyak yang baru mulai diproduksi dari sumur DAP7-1 dan DAP7-2. Tenaga dorong alamiah dari reservoir lapangan ini berupa solution gas drive. Reef DAP7 telah dikembangkan sejak tahun 2009 dan mulai berproduksi pada Februari 2010 dimana sumur yang berproduksi saat itu adalah sumur DAP7-1, kemudian pada Desember 2011 pada sumur DAP7-2 mulai berproduksi. Status kedua sumur dilakukan 'shut-in' sejak Oktober 2014. Pada data akhir produksi diketahui bahwa minyak yang sudah terproduksi sebesar 1.48 MMSTB.

Pada Lapangan DINAR Reef DAP7 ini, jumlah minyak yang terdapat di dalam reservoir (OOIP) yang dihitung oleh metode volumetrik sebesar 14.779 MMSTB. Dengan jumlah perolehan minyak sampai dengan Oktober 2014 sebesar 1.48 MMSTB maka recovery factor yang di dapat sebesar 10.02% dan dengan nilai recovery factor tersebut, menandakan masih terdapat minyak tertinggal dibawah permukaan. Ini lah yang menjadi acuan untuk pengembangan lebih lanjut. Lapangan ini akan dikembangkan lebih lanjut untuk meningkatkan perolehan minyak mulai dari bulan Oktober 2015.

Perkembangan teknologi yang sangat pesat mendorong para ahli untuk membuat perangkat lunak computer yang digunakan sebagai alat simulasi, diantaranya adalah Petrel RE (Reservoir Engineering) dari Schlumberger yang akan digunakan untuk mensimulasikan Lapangan DINAR Reef DAP7.

Pada umumnya simulasi diawali dengan pengumpulan, pengelompokan dan pemilihan data lapangan baik yang merupakan data geologi dan geofisika, batuan, fluida, produksi dan data penunjang lainnya. Data yang digunakan dan di masukan ke dalam simulator

akan menjadi model simulasi. Model simulasi tersebut belum tentu mempunyai sifat dan perilaku sesuai dengan keadaan lapangan yang sebenarnya sehingga perlu dilakukan validasi data dan antara lain dengan proses inialisasi dan proses penyelarasan (History Matching). Setelah model simulasi dianggap sudah sesuai dan dapat mewakili perilaku lapangan yang sebenarnya apabila kedua proses diatas sudah dilakukan, sehingga apa yang dilakukan pada model dapat dilakukan sebagai dasar perencanaan produksi di lapangan. Selanjutnya dilakukan peramalan produksi (production forecast). Peramalan produksi merupakan tahap akhir dalam melakukan simulasi reservoir setelah proses production history matching selesai dilakukan. Tahap ini bertujuan untuk mengetahui atau melihat perilaku dari reservoir dimasa yang akan datang berdasarkan kondisi yang sudah ada pada saat ini.

### **Teori Dasar**

Untuk lebih dapat mengetahui perkembangan simulasi, dapat dilihat sepintas metode apa yang telah digunakan dan saat ini masih dipergunakan hingga akhirnya dipergunakan metode numerik.

Perkembangan simulasi reservoir telah berjalan selama tiga puluh tahun lebih dan masih akan terus berkembang. Insinyur perminyakan telah bekerja keras menggunakan peralatan tercanggih untuk mengerti kelakuan daripada reservoir yang ada. Aliran fluida pada media berpori merupakan suatu fenomena yang sangat kompleks, yang tidak dapat dideskripsikan secara eksplisit, sebagaimana halnya aliran fluida pada pipa ataupun media dengan bidang batas yang jelas lainnya. Mempelajari aliran fluida dalam media berpori dibutuhkan pemahaman mengenai beberapa sistem persamaan matematik yang berpengaruh terhadap kelakuan fluida.

Rangkaian persamaan tersebut merupakan persamaan diferensial yang merupakan fungsi dari perubahan tekanan dan saturasi pada suatu waktu tertentu. Akibat kompleksnya sistem persamaan tersebut untuk mendapatkan solusinya secara analitis diperlukan kondisi batas yang khusus dan harus diselesaikan secara numerik dari persamaan diferensial menggunakan persamaan finite difference.

### **Penurunan Persamaan**

Prinsip dasar yang digunakan dalam penurunan persamaan pada simulasi terdiri dari :

a. Kesetimbangan Massa

Besarnya massa fluida yang terakumulasi pada suatu sistem harus sebanding dengan selisih antara massa fluida yang memasuki dan massa fluida yang keluar dari sistem tersebut.

b. Kesetimbangan Energi

Besarnya peningkatan energi pada suatu sistem harus sama dengan selisih antara besarnya energi yang memasuki dan energi yang keluar dari sistem tersebut.

c. Hukum Darcy

Persamaan yang menggambarkan pergerakan fluida memasuki ataupun keluar dari elemen reservoir.

d. Persamaan Keadaan

Persamaan yang menunjukkan karakteristik tekanan, volume dan temperatur (PVT) dari fraksi aliran fluida pada elemen reservoir.

Pada dasarnya langkah-langkah pekerjaan simulasi reservoir meliputi:

1. Persiapan data
2. Pembuatan grid
3. Input data
4. Validasi data (ekulibrasi data, inialisasi data dan history matching)
5. Prediksi

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Presentase keakuratan hasil simulasi yang dilakukan, ditentukan oleh validitas data yang digunakan, sehingga tanpa data yang memadai gambaran yang diharapkan tidak akan tercipta atau bahkan akan memberikan informasi yang menyesatkan. Data yang dibutuhkan untuk melakukan simulasi dapat diperoleh dari berbagai sumber data yang memungkinkan. Meskipun demikian, sebagian besar dari data tersebut tidak dapat langsung dipakai, tetapi memerlukan proses pengolahan sehingga dihasilkan data yang siap pakai. Pemilihan sumber data serta pengolahan juga sangat berpengaruh terhadap kesiapan data itu sendiri, yang pada akhirnya juga berpengaruh terhadap hasil simulasi secara keseluruhan.

Data yang diperlukan dalam simulasi berdasarkan jenis dapat dikelompokkan sebagai berikut :

- Data Geologi (peta struktur, net gross, net pay)
- Data Fluida Reservoir (  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $B_w$ ,  $\alpha_o$ ,  $\alpha_g$ ,  $\alpha_w$ ,  $R_s$ ,  $R_{sw}$  )
- Data Batuan Reservoir (  $k$ ,  $\phi$ ,  $S_w$ ,  $h$ , kedalaman )
- Data Produksi (  $q_o$ ,  $q_g$ ,  $q_w$ ,  $P_{bhp}$  )
- Data Flow Rate (  $PI$ ,  $MER$  )
- Data Mekanik ( ukuran casing dan tubing, kapasitas pengangkatan )
- Data Penunjang ( skin, rekahan, workover )

Pemilihan model dilakukan secara sistematis yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang optimum untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Pembuatan model meliputi pembuatan grid dan dimensi dari model.

Grid pada model simulasi digunakan untuk menterjemahkan bentuk discrete pada persamaan finite difference. Jenis grid yang digunakan pada pemodelan ditentukan berdasarkan tujuan dari simulasi. Sistem grid yang dapat digunakan pada model simulasi adalah sebagai berikut :

1. Block Centered, parameter yang saling bergantung dihitung pada tengah tengah sel atau blok. Tidak ada titik pada boundary.
2. Lattice atau Corner Point, parameter yang saling bergantung dihitung pada titik perpotongan garis grid. Ada beberapa titik pada batas.

Inialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Kekurangan data yang dimasukkan akan mengakibatkan proses inialisasi tidak akan berjalan. Simulator akan menunjukkan data apa yang belum dimasukkan. Proses yang sudah berjalan dengan baik akan menghasilkan berupa reservoir semua kondisi awal, dan terutama adalah volume reservoir awal, baik minyak (Original Oil in Place) , gas (Original Gas in Place) dan air.

History matching merupakan proses memodifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model, agar tercipta keselarasan antara model dengan kondisi nyata, yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu.

Prediksi atau peramalan merupakan tahap akhir dalam melakukan simulasi reservoir setelah proses production history match selesai. Tahap ini bertujuan untuk mengetahui

atau melihat perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan. Dalam hal ini dilakukan production run sampai waktu yang dikehendaki.

### Hasil Dan Pembahasan

Lapangan DINAR reef DAP7 diketahui sebagai, reef yang mempunyai potensi cadangan hidrokarbon yang banyak urutan ke-3 dari reef yang lain. Maka dari itu tujuan dilakukannya simulasi reservoir ini adalah untuk mengetahui jumlah cadangan dan skenario mana yang efektif dan optimal dalam pengembangan Lapangan DINAR reef DAP7 dalam jangka waktu 10 tahun ke depan. Skenario yang paling tepat dinilai dari kumulatif produksi dan rasio pengurasannya. Dengan simulasi reservoir juga dapat memberikan gambar kondisi lapangan di masa depan seran saran atau pertimbangan terhadap Lapangan DINAR reef DAP7 dalam pengembangan lapangan tersebut.

Lapangan DINAR reef DAP7 ini mempunyai jenis lapangan yang bersifat heavy oil. Simulator yang dipakai untuk mensimulasikan lapangan ini dengan menggunakan Black Oil. Simulator ini memiliki cara pekerjaannya dengan menggunakan finite differences. Sehingga perhitungan pada simulator ini akan lebih akurat, yang mengasumsikan bahwa masing – masing parameter akan memiliki nilai atau harga yang berbeda – beda karena faktor temperature dan tekanan, sehingga bersifat heterogeneous yang diketahui banyak terdistribusi. Oleh karena itu pada saat melakukan pekerjaan simulasi akan lebih banyak hambatannya.

Keunikan yang ada pada Lapangan DINAR ini yaitu, terdiri dari batuan karbonat yang memiliki sifat kerangka atau sebagai suatu terumbu (reef). Reef pada Lapangan DINAR bersifat terisolasi di sana-sini sehingga sering disebut juga dengan ‘ pinnacle ’ atau ‘ patch reef ’. reef ini muncul disana – sini sebagai bentuk kecil secara tidak teratur. Pada reef ini diketahui bahwa memiliki dual-porosity, akan tetapi pada pengerjaan di simulasi ini hanya menggunakan single-porosity. Kurangnya data – data porosity ini membuat beberapa proses pada saat penyalarsaan tidak berjalan dengan optimal tetapi dengan bantuan parameter lainnya, masih dapat membantu untuk proses penyalarsaan dengan data sejarah.

Tahap pertama yang dilakukan sebelum melakukan simulasi pada Lapangan DINAR reef DAP7 adalah mempersiapkan data – data yang diperlukan untuk keperluan simulasi itu sendiri. Data – data yang diperlukan yaitu antara lain meliputi data geologi, data karakteristik fluida reservoir, karakteristik batuan reservoir, data sejarah produksi, tekanan sumur, hingga data kompleksi. Kemudian data – data tersebut di input kedalam sebuah simulator reservoir untuk kemudian di dapatkan sebuah model reservoir yang akan menyerupai dengan reservoir sesungguhnya.

Data geologi ini di dapat hasil dari interpretasi para petrophysics, dan geologist. Data yang diperlukan antara lain yaitu batasan initial. Seperti gas oil contact, water oil contact, datum depth pada lapangan ini. Kemudian untuk data yang fluida sangat diperlukan PVT, akan tetapi kendala yang ada adalah PVT yang terdapat pada lapangan DINAR hanya tersedia satu yang didapat dari reef DAP1. Untuk itu data input PVT yang dipakai adalah data PVT dari reef DAP1. Dan pada data batuan reservoir untuk nilai permeabilitas relatif yang dipakai menggunakan data SCAL yang didapat dari reef DAP6. Untuk itu data – data input yang telah dipakai tidak menggunakan dari reef DAP7. Data sejarah produksi dan tekanan perlu diperhatikan karena data ini akan menjadi titik yang akan di acukan sebagai model simulasi. Kemudian data kompleksi juga salah satu data penunjang untuk melakukan simulasi, sehingga data ini perlu di input pada simulasi reef DAP7. Data kompleksi ini antara lain yaitu titik perforasi pada ke-dua sumur dan juga kegiatan – kegiatan yang telah dilakukan pada sumur seperti stimulasi, squeeze cementing dan lain – lain. Dengan begitu dapat diketahui apabila adanya perubahan laju produksi.

Perlu diperhatikan pada suatu lapangan yang akan disimulasikan mempunyai batasan untuk zona gas, minyak, dan air. Karena tidak mungkin pada zona gas terdapat minyak, dan pada zona air terdapat minyak didalamnya kecuali pada zona transisi. Ini hal yang sering terjadi karena tidak ketelitian pada saat input data ke dalam model numerik.

Memasukkan data – data kedalam simulator tahap utama yang sangat penting sekali, jika ada perubahan atau kesalahan pada data tersebut maka akan mengubah segala sesuatu proses langkah pada pekerjaan simulasi.

Selanjutnya adalah tahapan inisialisasi. Inisialisasi adalah proses untuk menetapkan kondisi kesetimbangan awal pada reservoir. Yang menjadi nilai tetapannya adalah nilai Original Oil In Place (OOIP). Nilai ini dihitung selama proses inisialisasi, sebagai parameter acuan pada saat proses history matching dilaksanakan. Awal yang dilakukan adalah dengan adanya nilai OOIP pada metode volumetric yang telah dihitung sebelumnya, menjadi nilai tetapan untuk model numerik ini bisa mencapai nilai OOIP dengan metode volumetrik sebesar 14.779 MMSTB, namun telah dilakukan sebelumnya studi internal yang memiliki nilai OOIP yang jauh dengan nilai hasil perhitungan dengan metode volumetric sebesar 18.891 MMSTB. Studi internal yang dilakukan telah disetujui oleh perusahaan untuk menjadi acuan untuk pengembangan pada Lapangan DINAR reef DAP7. Tekanan kapiler, end – point pada nilai permeabilitas relatif serta pore volume multiplier membantu pada saat proses inisialisasi pada Lapangan DINAR Reef DAP7. Pada tahapan inisialisasi ini didapat dengan nilai OOIP 16.588 MMSTB. Perbedaan yang didapat pada simulasi ini sebesar 12.24 % yang dibandingkan dengan nilai dari metode volumetrik dan studi internal yang telah dilakukan.

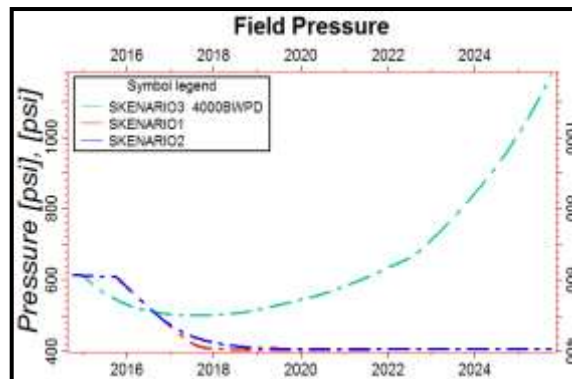
Dari simulasi, didapatkan bahwa sejarah produksi perhitungan dari model untuk kurva laju produksi dan kumulatif minyak dan air tidak cocok atau tidak match, maka dilakukan peningkatan pada harga permeabilitas relatif air dan minyak ( $K_{ro}$  dan  $K_{rw}$ ) yang di modifikasi, untuk penyesuaian tersebut tidak hanya memodifikasi permeabilitas relatif, tetapi dapat juga menambahkan parameter transmissibility, sehingga dapat menyerupai kurva laju alir minyak dan air yang menyerupai sejarah produksi.

Pada saat penyesuaian laju alir gas memang mempunyai beberapa kendala yang menyebabkan keakuratan penyesuaian sulit sekali tercapai. Kekurangannya gas ini diperlukan tambahan nilai dari gas yang banyak agar penyesuaian tercapai. Tetapi tidak hanya gas saja yang ikut bertambah, akan tetapi nilai minyak ikut bertambah namun tidak sebanyak dengan nilai gas. Hal ini dapat terjadi karena pekerjaan pada simulasi ini yang mengasumsikan bahwa nilai porositas, permeabilitas, dan parameter lainnya bersifat heterogeneous. Sedangkan pada saat proses perhitungan dengan menggunakan metode volumetrik mengasumsikan nilai parameternya homogeneous. Karena dengan nilai cadangan 16.588 MMSTB seluruh parameter dan pressure dapat match, maka nilai cadangan yang dianggap lebih mendekati dengan keadaan reservoir sekarang. Angka pada volumetrik ini bersifat deterministik, yaitu menggunakan 1 angka dan properties tidak tersebar. Penurunan tekanan yang terjadi pada pressure juga sudah mencapai 50%, dari nilai RF yang ada juga besar, maka bisa menjadi salah satu alasan kenapa nilai cadangan gas harus ditambahkan.

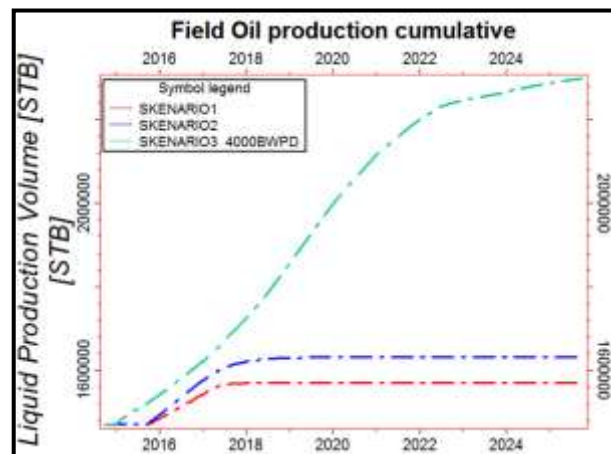
Kemudian setelah penyesuaian cadangan hidrokarbon ini dilakukan, maka tahap selanjutnya dilakukan history matching, yaitu penyesuaian laju produksi fluida reservoir (minyak, gas, dan air) dengan menggunakan constrain LRAT (liquid rate). Setelah keselarasan telah tercapai antara data output dari simulasi dengan data sejarah produksi, maka model tersebut dianggap telah valid karena sudah dapat menggambarkan profil dari reservoir yang sebenarnya pada Lapangan DINAR reef DAP7. Sehingga model tersebut nantinya dapat digunakan untuk memprediksi kinerja reservoir di masa mendatang.

Tahap selanjutnya adalah memprediksikan reservoir tersebut dengan jangka waktu 10 tahun sejak akhir data sejarah produksi. Prediksi lapangan DINAR reef DAP7 terdiri dari 3 skenario, yaitu base case kemudian melakukan pemboran sidetrack dan injeksi air. dilihat

dari kurva penurunan tekanan, terlihat bahwa penurunan tekanan terjadi lebih cepat, maka tenaga dorong dari reservoir ini adalah solution drive. Untuk tenaga dorong solution drive, penambahan injeksi air dapat membantu mendorong minyak agar dapat memberikan pengurasan yang maksimal.



Gambar 1.1 Kurva Perubahan Tekanan Tiap Skenario



Gambar 1.2 Kurva Kumulatif Produksi Minyak Tiap Skenario

Hasil Kumulatif produksi dan Harga Rasio Pengurasan Tiap Skenario berikut dibawah ini:

Keterangan	Kumulative Produksi Minyak (MMSTB)	RF (%)
Skenario I	1.570	9.47
Skenario II	1.632	9.84
Skenario III	2.281	13.75

Pada kasus ini terlihat bahwa, memang skenario yang terbaik adalah skenario yang ketiga dengan menggunakan injeksi air, tambahan RF yang didapat dari perhitungan basecase sebesar 4.39%. maka dari itu skenario pengembangan yang terbaik untuk lapangan DINAR reef DAP7 adalah skenario yang ke-3.

## Kesimpulan

Dari penjelasan yang telah dijabarkan pada Bab sebelumnya, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil perhitungan menunjukkan OOIP dari simulator reservoir dengan mematch kan seluruh parameter dan tekanan diperoleh 16.588 MMSTB. Perbedaan dengan nilai cadangan dari volumetrik dianggap bahwa perhitungan angkanya deterministik.
2. Perbandingan hasil cadangan minyak pada studi internal yang telah dilakukan sebesar 18.891 MMSTB. Maka hasil pada pekerjaan simulasi ini dianggap mendekati pada nilai perhitungan volumetrik yang sebesar 14.779 MMSTB dan studi internal.
3. Pada skenario I yaitu basecase, diperoleh  $N_p$  sebesar 1.57 MMSTB, dengan RF sebesar 9.47%, kemudia pada skenario II diperoleh  $N_p$  sebesar 1.63 MMSTB dengan RF sebesar 9.84%, terakhir pada skenario II diperoleh  $N_p$  Sebesar 2.29 MMSTB dengan RF sebesar 13.86%
4. Berdasarkan hasil dari kumulatif produksi minyak ( $N_p$ ) dan rasio pengurasan (RF), idapat disimpulkan bahwa Skenario III adalah skenario yang dapmemberikan peningkatan produksi paling besar untuk diterapkan pada lapangan DINAR reef DAP7.
5. Berdasarkan hasil dari penurunan tekanan, maka reservoir pada awwalnya bertenaga dorong solution drive. Dengan bantuan injeksi air, maka dapat membantu mendorong minyak dalam memaksimalkan pengurasan.

## Daftar Simbol

A	=Luas penampang atau area, $\text{cm}^2$
A	=Luas zona minyak, acres
B <sub>g</sub>	=Faktor volume formasi gas, bbl/SCF
B <sub>gi</sub>	=Faktor volume formasi gas awal, bbl/SCF
B <sub>o</sub>	= Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
B <sub>oi</sub>	= Faktor volume minyak awal bbl/STB
B <sub>t</sub>	=Faktor volume formasi dua fasa, bbl/STB
B <sub>ti</sub>	= Faktor volume formasi dua fasa awal, bbl/STB
B <sub>v</sub>	= Bulk volume (volume total), $\text{cm}^3$
B <sub>w</sub>	=Faktor volume formasi air, bbl/STB
c	=Faktor compresibilitas isothermal
C <sub>f</sub>	= Faktor compresibilitas formasi
G	= Volume gas awal di tempat, SCF
g	= Percepatan gravitasi
h	= Ketebalan rata-rata lapisan minyak
i,j,k	= Lokasi cell pada grid, pada arah x,y,z.
K	= Permeability, darcy
K <sub>g</sub>	= Permeabilitas efektif terhadap gas
K <sub>o</sub>	= Permeabilitas efektif terhadap minyak
K <sub>w</sub>	=Permeabilitas efektif terhadap air
K <sub>rg</sub>	= Permeabilitas relatif terhadap gas
K <sub>ro</sub>	= Permeabilitas relatif terhadap minyak
K <sub>rw</sub>	= Permeabilitas relatif terhadap air
MW	= Berat molekul, lbm/lb-mol
m	= Perbandingan awal volume tudung gas dengan volume minyak
N	= Volume minyak mula-mula, STB
P	= Tekanan, psi
P <sub>a</sub>	= Tekanan abandon, Psi
P <sub>b</sub>	= Tekanan gelembung/saturasi, psi
Q	= Laju alir, cc/sec, bbl/day
R	= Konstanta gas, $10.73\text{ft}^3 \text{ psi/lbmol}^{\circ}$

RF	= Rasio pengurasan, %
Sg	= Saturasi gas, fraksi
So	= Saturasi minyak, fraksi
Sw	=Saturasi air, fraksi
T	= Temperatur, °R, °C, °F
v	= Kecepatan aliran, cm/c

### Daftar Pustaka

Adim, Herlan et.al., "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir" Vol 1, FTM, Universitas Trisakti, Jakarta, 2002.

Ahmed , Tarek, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1946.

Azis, Khalid and Antomin Settari, "Petroleum Reservoir Simulator". Applied Science Publisher, Ltd., London, 1977.

Burcik, Emil J., "Properties Of Petroleum Reservoir Fluids", International Human Resources Development Corporation, Pennsylvania, 1956.5.

Clark, Norman J., "Elements Of Petroleum Reservoir Fluids," E.J. Storm Printing Company, Dallas, Texas. 1960.

Chriclow, H.B., "Moder Reservoir Engineering a Simulation Approach", Prentince-Hall, Inc, New Jersey, 1977.

"Eclipse Bookshelf Of Simulation Software Manuals", Schlumberger, 2008.

Lestari, Said., Sumantri, R, Hadijati,. "Kimia Fisika Hidrokarbon", Universitas Trisakti, Jakarta 1989.